

同時市場における現行商品の必要性 および商品区分の見直しについて

2023年11月9日

調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）において、同時市場における調整力の区分・必要量については、数値検証等も踏まえた技術的な検討が必要であることから、本作業会にタスクアウトすることとされたところ。
- 上記のタスクアウトを受けて、第53回本作業会（2023年10月5日）において、タスクアウトされた項目に対して考えられる論点をお示しし、ご議論いただいた。
- 今回、第53回本作業会（2023年10月5日）においてご議論いただいた内容を踏まえ、以下2点のタスクアウト項目に係る論点について検討を行ったため、ご議論いただきたい。
 - 現行商品（5区分）の必要性（「予備力」としての扱い含む）
 - 商品区分の見直し（再エネ誤差対応含む）

タスクアウト項目について

6

- このタスクアウト項目については、現行の需給調整市場における調整力の考え方（定義）を踏まえた、将来の同時市場における調整力の在り方に関する技術的な検討項目として、各商品の必要性や区分見直し、調整力必要量の算定式や電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの制約条件などが挙げられている。

【同時市場検討会からのタスクアウト項目】

No	論点	詳細
1	現行商品（5区分）の必要性 （「予備力」としての扱い含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・現行商品（5区分）のGC時点（ΔkWとして）の確保は必要か ・現行商品（5区分）の前日時点（予備力として）の確保は必要か
2	商品区分の見直し （再エネ誤差対応含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・EDC成分に二次②、三次①のような区分は必要か ・「予備力」と「電源脱落」（あるいは「予測誤差」）の一体確保は可能か
3	各商品必要量の算定式 （調整力・予備力必要量）	<ul style="list-style-type: none"> ・同時市場の仕組みを考えた場合に、調整力必要量の算定式を変える必要はあるか（予備力必要量の考え方はどうなるか） ・現行はエリア毎の必要量としているが、広域大（または同期連系系統毎）の必要量へ変更可能か
4	電源起動・出力配分ロジック における制約条件	<ul style="list-style-type: none"> ・上記論点の検討結果に伴い、電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件はどのようなものとなるか

1. 需給調整市場と同時市場の違い
2. 同時市場において対応すべき事象および商品の必要性
3. 商品区分の見直し

1. 需給調整市場と同時市場の違い
2. 同時市場において対応すべき事象および商品の必要性
3. 商品区分の見直し

- 本作業会へのタスクアウト項目である「現行商品の必要性」および「商品区分の見直し」に係る論点については、第53回本作業会（2023年10月5日）においてお示しし、ご議論いただいたところ。
- これらの論点について検討を行うにあたり、まずもって第2回同時市場の在り方等に関する検討会において示されたイメージ②（前日以降も都度、SCUCを行うイメージ）となった場合の同時市場と、現行の需給調整市場との違いについて、整理を行うこととする。

予備力を含む現行商品の必要性の論点について

15

- こうしたことを踏まえると、同時市場における調整力（予備力を含む）の必要性について、以下の論点が考えられ、これらについて、検討を進めることとしてはどうか。

対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		(参考) 現行の需給調整市場
	GC以前（予備力）	GC以降（調整力）	
時間内変動（極短周期成分）	－ (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・時間内変動は、都度、SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	一次（GF）
時間内変動（短周期成分）	－ (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・時間内変動は、都度、SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	二次①（LFC）
需要予測誤差	・都度、SCUCを行うとしても、対応が難しい（起動等が間に合わない）部分は、予備力として確保が必要か	・都度、SCUCを行うとしても、GC以降の誤差は発生するため必要か	二次②・三次①（EDC）
再エネ予測誤差			三次②（前日～GC）
電源脱落（瞬時）	－ (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・電源脱落（瞬時）は、都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	一次・二次①
電源脱落（継続）	・都度、SCUCを行うとしても、対応が難しい（起動等が間に合わない）部分は、予備力として確保が必要か	・電源脱落（継続）は、都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	三次①

商品区分の見直しに関する論点について

20

- 現行の需給調整市場においては、新規リソースの活用およびそれに伴う市場の活性化を目的に、商品の細分化（5区分）を行ってきたところ。
- 他方で、前述の同時市場の仕組み（都度SCUC）ならびに今後の再エネ拡大等も踏まえて、同時市場における調整力ならびに予備力の商品区分の見直しに関して、以下の論点について、検討を進めていくこととしてはどうか。

現行の商品区分	同時市場における商品区分の論点
一次（GF）	・現行同様にGF機能を活用するために必要か
二次①（LFC）	・現行同様にLFC機能を活用するために必要か
二次②・三次①（EDC）	・現行同様にEDC機能を活用するために必要か ・同時市場において、区分を分けることは必要か（要件をどう考えるか）
三次②	・GC以前の予備力として、再整理が必要か
一次・二次①・三次①（電源脱落対応）	・現行同様に電源脱落に対応するために必要か
新たな商品区分	
同時市場における商品区分の論点	
予備力（予測誤差対応・電源脱落対応）	・新たな商品区分として必要か（調整力と同じ区分で扱うか） ・予備力が対応する事象それぞれに予備力区分を設けるか



同時市場における調整力の位置付け (検討の前提)

33

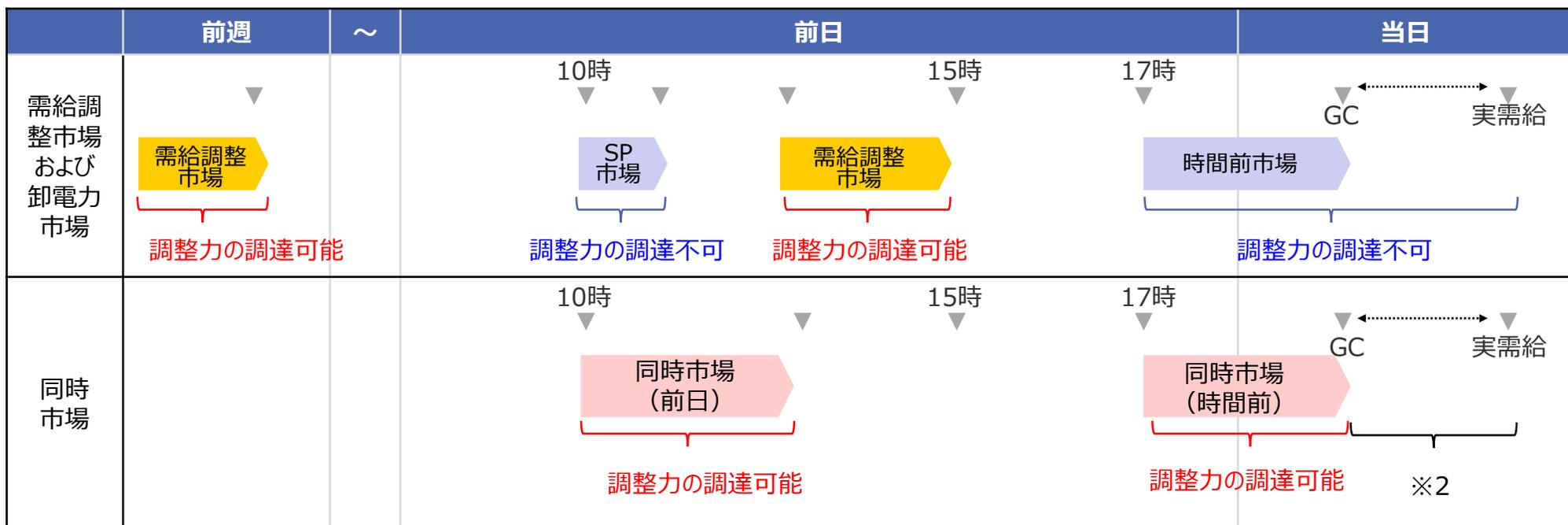
- 現行の日本の調整力は、調整力の確保 (約定) タイミングが前週と前日、また、GCが実需給1時間前を前提とした必要量となっており、具体的には、以下の種類に区分される。
 - 30分コマ内における時間内変動量 (一次・二次①)
 - GC (実需給の1時間前) 計画値と実績の差分 (二次②・三次①)
 - 電源脱落量 (一次・二次①・三次①)
 - FIT制度による再エネ予測誤差対応 (GCまでは三次②、GC以降は二次②・三次①)
- 資料3において、時間前市場の設計と調整力確保のタイミングのイメージとして、二つのイメージ (①、②) を提示したところ。イメージ①については、スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 ΔkW を前日断面で現行制度のような考え方で確保すると考えれば、調整力の位置付けは大きく変わらないとも考えられる。
- 一方で、イメージ②の場合、前日以降も都度、SCUCを行うことができることを考えると、米国のような調整力の確保が合理的となることも想定されるため、日米の差異も踏まえながら、上述の i ~ iv の在り方について検討を行った。



- 需給調整市場から同時市場へ変わることによる違いは多岐に渡るものの、対応すべき事象やその必要性等を検討するうえで最も影響があるのは、一般送配電事業者が調整力を確保するタイミングの違いとなる。
- 需給調整市場においては、一般送配電事業者は前週※1および前日において調整力を確保（≒電源態勢がほぼ決定）することとなる。言い換えると前日以降は調整力を確保する機会がないため、前日あるいはGCから実需給までの予測誤差等も踏まえ必要量を算出している。
- 一方、同時市場においては、前日取引終了後も、前日～GC（現行の時間前市場）にて、一般送配電事業者の残余需要予測等に合わせたSCUCにより、電源態勢の補正（≒調整力の追加調達が可能）が行われることから、これらの違いにより対応すべき事象や必要量の考え方も変わってくると考えられる。

【同時市場での取引イメージ】

※1 週間取引から前日取引へ変更を検討中（導入目標時期：2026年度）

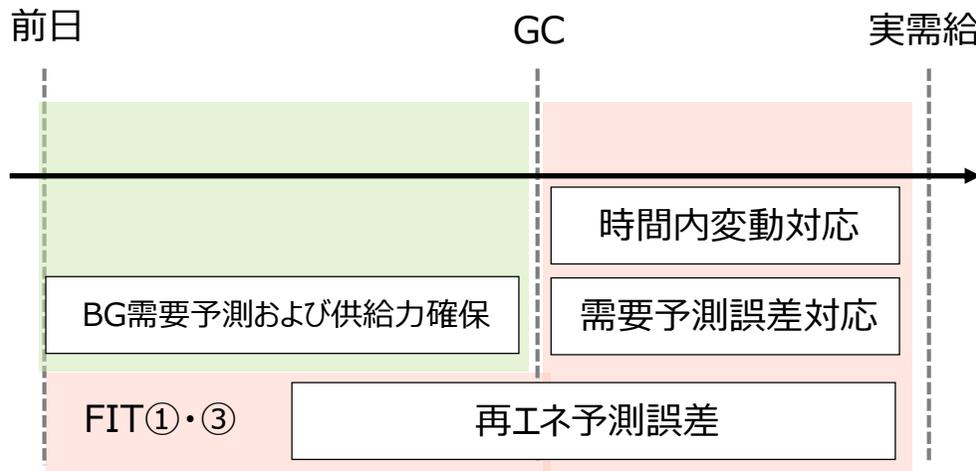


※2 SCEDのみ可能（追加起動はできない）

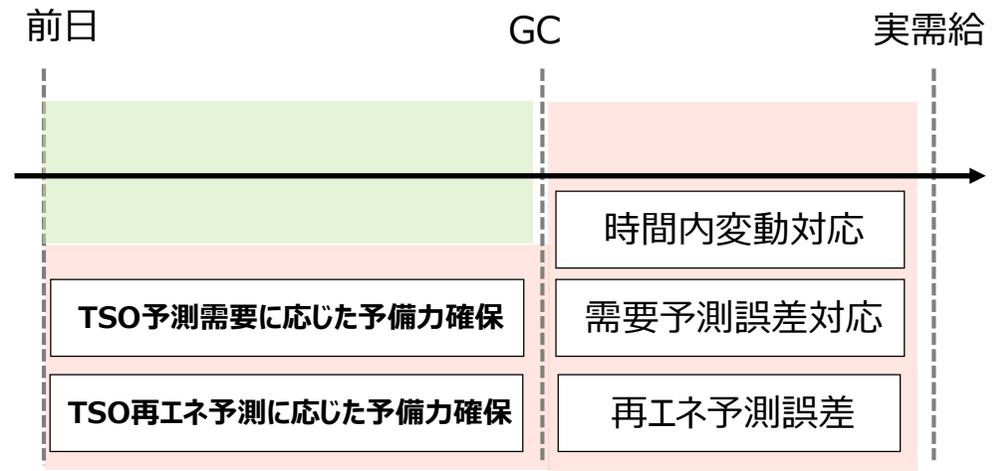
- また、同時市場においては調整力の確保タイミングが変わるとともに、一般送配電事業者が対応する調整力必要量を考える上での需給バランス（計画）の作成主体も変更になると考えられる。
- 現行の需給調整市場における需給バランスの基準はBG計画となっており、BG計画と実需要との差（予測誤差）に対し、一般送配電事業者が対応を行っている。
- このため、一般送配電事業者は、前日以降の再エネ予測誤差（FIT①・③分）や、GC以降の需要予測誤差といったBG計画が変更できない部分（BGが調整できない部分）に対応する調整力を確保^{※1}している。
- 一方、同時市場においてはTSO計画を基準に前日以降もSCUCを行うことが可能となる。言い換えれば、基準がTSO計画へ変化すると同義^{※2}であり、BG計画に関わらず前日以降のTSO需要予測誤差を含めて対応すべき量を検討する必要があり、この点も考慮すべき大きな違いとなる。

※1 時間内変動等のBG計画に反映されない部分についても別途確保している
 ※2 BG計画とTSO計画の差（ $\Delta kW - I$ ）の取り扱いについては別途整理が必要

【需給調整市場でのイメージ】



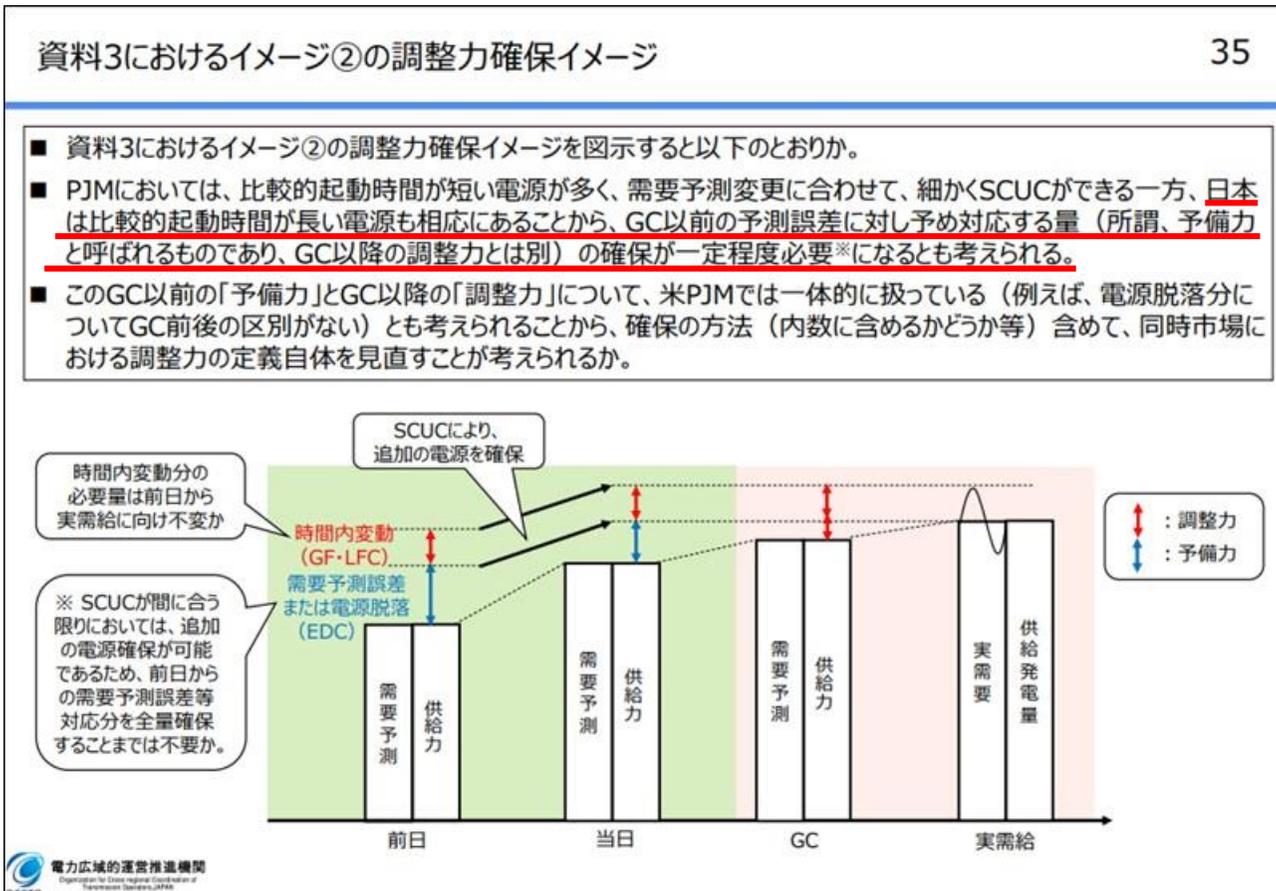
【同時市場での対応イメージ】



：一般送配電事業者において対応が**不要**な領域

：一般送配電事業者において対応が**必要**な領域

- また、第2回同時市場の在り方等に関する検討会において、前日以降もSCUC（GC以降はSCED）によって追加起動を行うにあたり、日本は比較的起動時間が長い電源も相応にあることから、追加起動リソースの不足が生じないよう、GC以前から一定の「予備力」を確保する必要性についても示唆されたところ。
- このため、これらの違いを踏まえたうえで現行商品（対応すべき事象）の必要性について検討を行う必要がある。



1. 需給調整市場と同時市場の違い
2. 同時市場において対応すべき事象および商品の必要性
3. 商品区分の見直し

- 前述の需給調整市場と同時市場の違いを踏まえながら、同時市場において対応が必要となる事象毎に、具体的な対応方法ならびに商品（調整力・予備力）としての必要性について、次頁以降で検討を行った。

予備力を含む現行商品の必要性の論点について

15

- こうし... における調整力（予備力を含む）の必要性について、以下の論点が考えられ、...はどうか。

予備力の考え方 (調整力との関係性)

対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		(参考) 現行の需給調整市場
	GC以前 (予備力)	GC以降 (調整力)	
時間内変動 (極短周期成分)	— (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・時間内変動は、都度、SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	一次 (GF)
時間内変動 (短周期成分)	— (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・時間内変動は、都度、SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	二次① (LFC)
需要予測誤差	・都度、SCUCを行うとしても、対応が難しい (起動等が間に合わない) 部分は、予備力として確保が必要か	・都度、SCUCを行うとしても、GC以降の誤差は発生するため必要か	二次②・三次① (EDC)
再エネ予測誤差			三次② (前日~GC)
電源脱落 (瞬時)	— (GC以前から確保しておくかどうかの別論点は存在)	・電源脱落 (瞬時) は、都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	一次・二次①
電源脱落 (継続)	・都度、SCUCを行うとしても、対応が難しい (起動等が間に合わない) 部分は、予備力として確保が必要か	・電源脱落 (継続) は、都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行同様に必要か	三次①

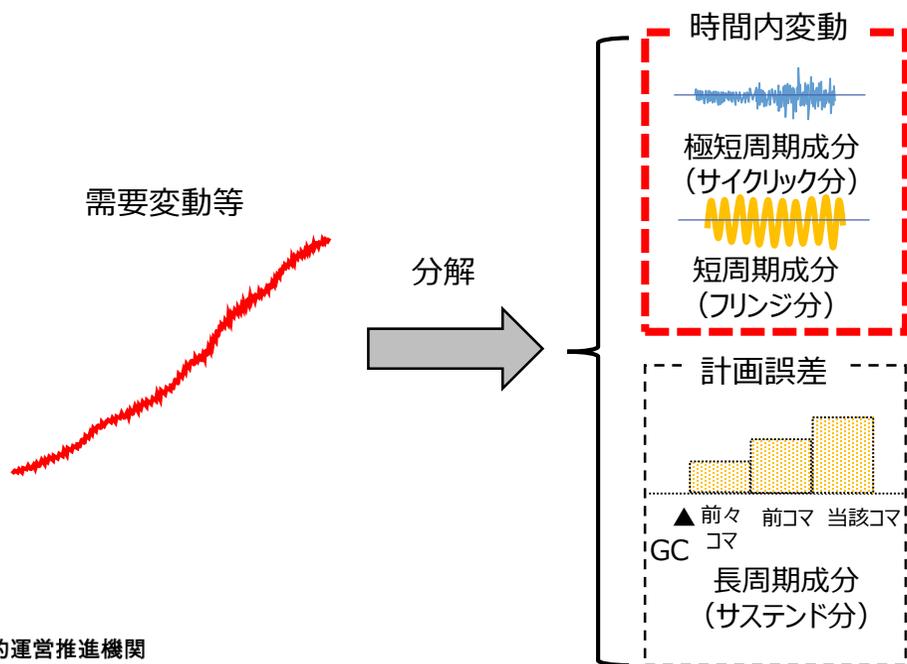
(平常時)
時間内変動対応

(平常時)
予測誤差対応

(緊急時)
電源脱落対応

- 平常時の時間内変動について、極短周期成分であるサイクリック分 (GF) ・短周期成分であるフリンジ分 (LFC) に分けられるものの、どちらも事前に予測するのが困難なものであり、需給調整市場における必要量は、過去の予測誤差実績ではなく、変動量実績をもとに算定されているところ。
- これらの変動については、同時市場となり調整力確保のタイミングが変更になったとしても引き続き発生し、また事前に予測が困難であることに変わりはないことから、引き続き対応が必要であり、その必要性についても変わるものではないと考えられる※。
- また、短周期成分 (極短周期を含む) であることを踏まえると、対応可能なリソースが限定されることが想定され、尚且つ必要量については確保タイミングをGCへ近づけたとしても変わらないことから、前日市場において確保することが望ましいと考えられるのではないかと。

※ 今後新たに、米PJMにおけるGF機能の強制供出のような制度が設けられた場合、商品として用意する必要がなくなることも考えられるか。

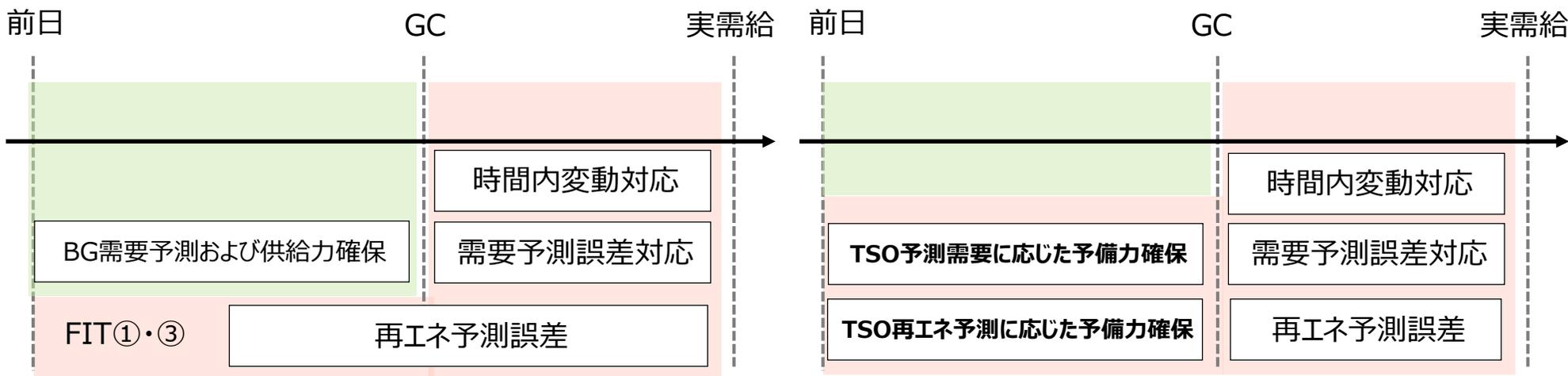


**同時市場においても対応は必要であり、
必要量についても変わらない**

- 現在の需給調整市場においては、GC以降の需要予測誤差および再エネ予測誤差については、その両方を合成し残余需要誤差 (EDC) として対応を行っている。
- GC以前については現行のFIT制度により前日以降の再エネ予測値 (FIT①・③のみ) が固定され、予測誤差が発生したとしても、追加で手当てを行うことができないため、前日からGCまでの再エネ予測誤差分についても対応 (事前確保) を行っているところ。
- これらの点については、同時市場となり調整力確保タイミングや需給バランスの作成主体が変更となった場合、対応が不要となる部分や新たに対応が必要となる部分があるため、それらを含めて再度検討を行った。

【需給調整市場でのイメージ】

【同時市場での対応イメージ】



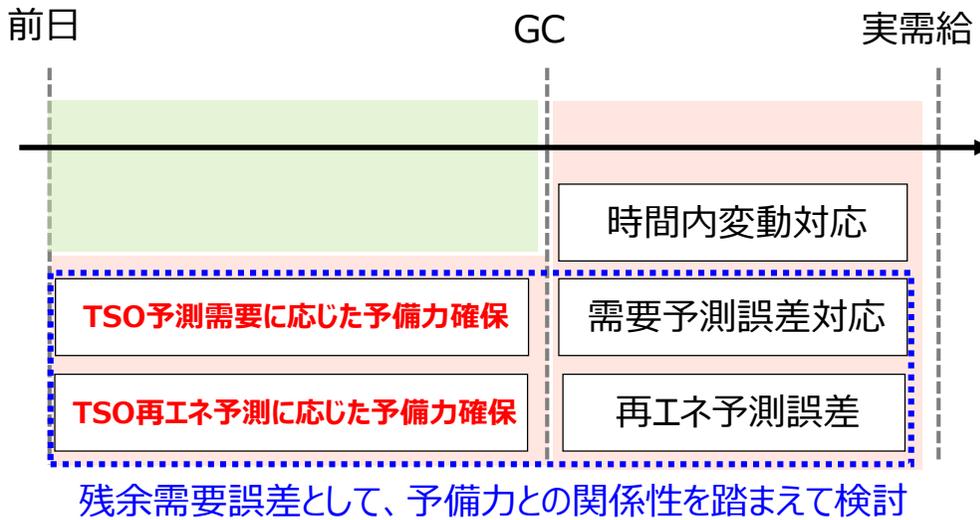
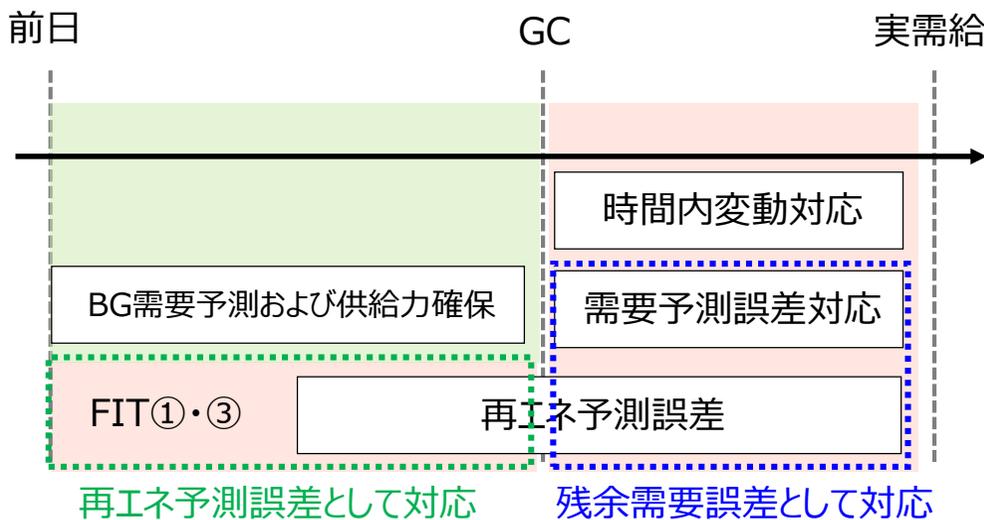
：一般送配電事業者において対応が**不要**な領域

：一般送配電事業者において対応が**必要**な領域

- 現在、FIT制度により前日以降のBG計画における再エネ予測値 (FIT①・③分のみ) が固定されることから、前日～GCまでの再エネ予測誤差への対応を行っている。一方で、GC～実需給にかけては再エネ予測誤差と需要予測誤差の両方に対応する必要があり、これを合成した残余需要誤差として対応を行っている。
- この点について、同時市場においては前日以降もTSO計画を基準にSCUCを行うこととなり、前日～GCにおいても再エネ予測誤差および需要予測誤差の両方に対応する必要があるところ。
- このような変化を踏まえると、同時市場においては、前日～GCについても、GC～実需給と同様に需要予測誤差と再エネ予測誤差を合成した残余需要誤差として対応を行うことが整合的と考えられるのではないか。

【需給調整市場でのイメージ】

【同時市場でのイメージ】

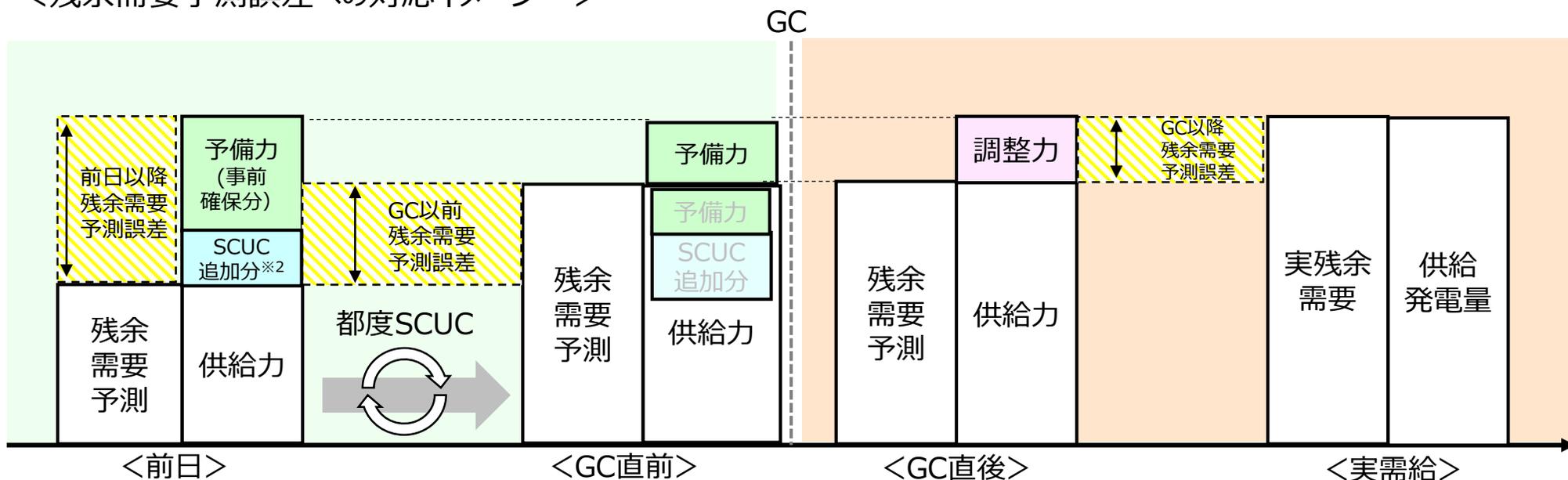


■ : 一般送配電事業者において対応が**不要**な領域

■ : 一般送配電事業者において対応が**必要**な領域

- また、前述のとおり、同時市場において調整力の確保タイミングが変更になったとしても、残余需要予測時から実需給までの時間的乖離があれば残余需要予測誤差は発生することとなる。このため、同時市場においても残余需要予測誤差 (EDC) に対応していく必要がある。
- 一方で、同時市場においては前日以降もSCUCが行われるものの、追加起動リソースが不足する可能性も踏まえると、前日以降の残余需要予測からの誤差も含め、どの程度の量を事前に確保すべきかといった検討も必要となる。
- この点については、現在対応を行っているGC以前の再エネ予測誤差や、新たに検討が必要となる予備力の考え方等とも関連する項目となるため、これらも含めて検討を行っていくこととしたい。

<残余需要予測誤差への対応イメージ※1>



※1 残余需要に特化したイメージであり、時間内変動対応等の調整力は別途必要

※2 SCUCにおいて起動が必要と判断された場合に使用可能なユニット (時間的な裕度あり)

- 緊急時への対応としては主に電源脱落時の対応となり、電源脱落時はGF・LFC・EDCの調整力の受け渡しにより周波数を維持していくこととなる。
- この点について、電源脱落は、実需給断面において瞬間的に発生する（それに伴う周波数低下が発生し、最悪の場合大規模停電に至る）ことを踏まえると、同時市場においても、電源脱落“直後”の周波数回復を図るGF・LFCは間違いなく必要となる。
- また、現行においては、単機最大容量（100万kW程度）の電源脱落を想定しているため、日本における信頼度基準（N-1故障で原則供給支障を生じさせない）を踏まえると、“継続”的な周波数維持を図るEDCについても対応が必要であることは変わらない。
- 一方、「電源脱落（継続）」については発動までに一定のリードタイムがあること、および長時間の継続が求められることから、同時市場においては電源脱落後のSCUCにより調達する方法も考えられるところ。
- このため、まずは過去の制度変遷とともに、「電源脱落（継続）」の調達方法がどのように変わったかについて確認を行った。

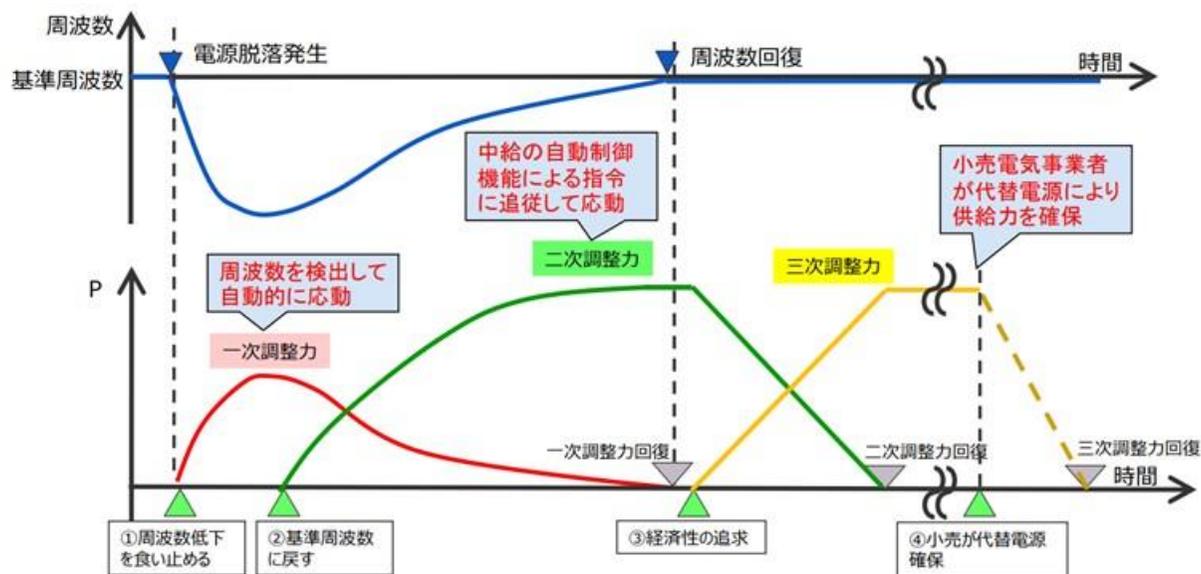
- また、電源脱落時には、まず周波数を検出して自動的に応動するGF（一次）、中給の自動制御指令に追従して応動するLFC（二次①）において、電源脱落“直後”の周波数回復を図る。
- その後、より継続時間の長いEDC（三次①）に受け渡すことで、“継続”的な周波数維持を図ることとなる。

電源脱落時の調整力応動・受け渡しイメージ

10

第9回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 資料2

- 電源脱落時には、周波数変動を検出して自動的に応動する一次調整力で周波数低下を一定の範囲内に抑える。
- 中給システムの自動制御機能による指令に追従して応動する二次調整力で周波数を回復させる。周波数が回復することにより、一次調整力が回復する。
- さらに二次調整力の発動量を、より継続時間の長い三次調整力に徐々に受け渡すことにより、二次調整力を回復させる。
- 小売電気事業者が代替電源を確保することにより、三次調整力が回復する。



- 電力システム改革以前は、電源脱落に関する考え方が統一されていないものの、運転予備力の考え方をまとめると下表のとおりとなり、電源脱落対応としての観点からは3つに分類される。
 - ① 電源脱落時に連系線受電を含め平常時予備力で対応
 - ② 平常時予備力で対応
 - ③ 電源脱落量を考慮
- ①・②については連系線受電を考慮するか否かの違いはあるものの、電源脱落を考慮していない点は共通となる。
- 一方、③については電源脱落を考慮しているものの、予測誤差と電源脱落のどちらか大きい方を確保することにより対応していた（予測誤差と電源脱落の両方を確保している訳ではなかった）。
- 以上を踏まえると、電源脱落時は平常時対応分の調整力を使用することによる一時的な予備力低下は許容して、その後、一般送配電事業者による追加起動によって予備力の回復を図るといった考え方だと考えられる。

【運転予備力（現在の二次①～三次①に相当）】

出所) 第3回調整力等に関する委員会（2015年7月24日）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2015/chousei_03_haifu.html

エリア	平常時		c.電源脱落（二次①・三次①相当）	電源脱落に係る考え方の区分
	a.時間内変動（二次①相当分）	b.予測誤差（二次②・三次①相当）		
北海道	最大想定需要の8%程度		平常時分（連系線受電含む）で対応	①
東北	最大想定需要の8%程度			②
東京	最大想定需要の2～3%程度	最大想定需要の5% 又は	最大想定需要の2～3%程度	③
中部	最大想定需要の3%程度	最大想定需要の5% 又は	大規模電源（100万kW級）	③
北陸	最大想定需要の8%程度		平常時分（連系線受電含む）で対応	①
関西	最大想定需要の8%程度			②
中国	最大想定需要の8%程度			②
四国	最大想定需要の8%程度		平常時分（連系線受電含む）で対応	①
九州	最大想定需要の3%程度	最大想定需要の5% 又は	最大電源相当	③

【参考】最大電源容量と想定需要に対する割合

15

■ 第10回電力需給検証小委員会（4/16）資料8を基に事務局にて作成

	最大電源容量(万kW)① (※1)	需要想定H3(万kW)② (※2)	①/②(%) (※3)
北海道	70	454	15.4
東北	100	1,344	7.4
東京	100	4,863	2.1
中部	100	2,475	4.0
北陸	70	521	13.4
関西	90	2,639	3.4
中国	100	1,076	9.3
四国	70	518	13.5
九州	70	1,537	4.6

(※1) 需給検証小委 資料8中の「原子力発電所を再起動しない場合の〇〇電力管内の需給見通し ②2015年8月」における稼働予定の発電機のうち最大出力となる発電機の出力を記載

(※2) 需給検証小委 資料8中の「報告徴収内容について_2. 需要面_①2015年度節電影響等」における「2015年度夏季最大需要想定H3」を記載

(※3) 小数点第二位にて四捨五入

- 次に調整力公募においては、「電源脱落（直後）」に対応するGF分とLFC分については同一周波数連系系統内の各エリアで分担のうえ確保し、「電源脱落（継続）」については他の変動要因対応等のためにエリア内で確保する調整力で対応し、不足する分は連系線に期待する※1との考え方となっている（確保はしていない）。
- 言い換えれば、電源脱落時は平常時対応分のEDC調整力を使用することによる一時的な予備力低下を許容していることとなり、その後、BGの代替電源確保やTSOによる追加起動※2によって予備力の回復を図ることとなる。

※1 不足する分については、連系線マージンを設定することで対応

※2 BGの代替電源確保に時間を要することも多く、実際は同時並行で実施

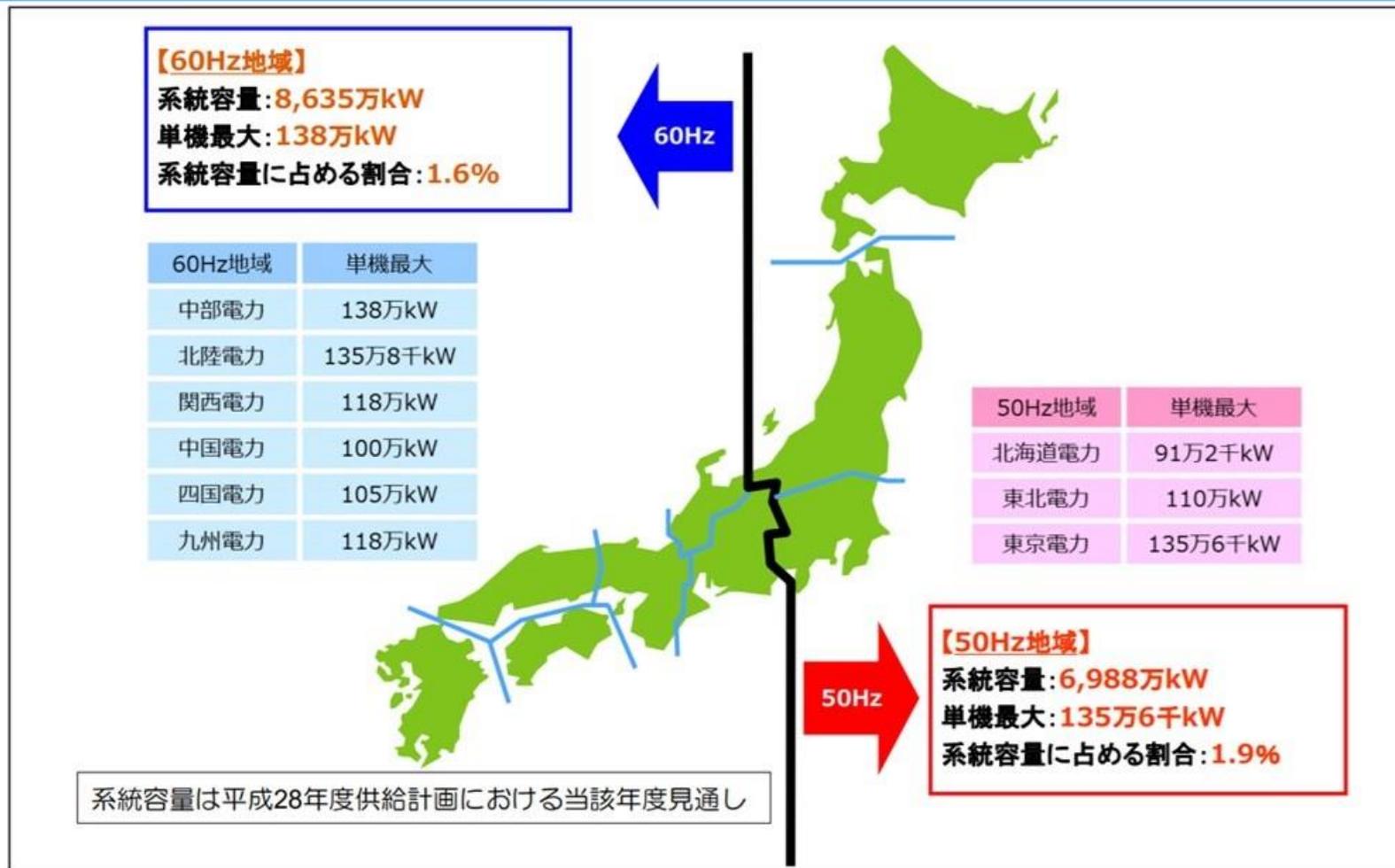
(論点2) 各変動量をどのように組み合わせて算定するか
(論点3) 必要調整力のうち、エリア内で確保しない連系線期待分をどのように定めるか 17

- 「時間内変動」および「電源脱落(直後)」※1は周波数制御機能(GF、LFC等)により対応する変動のため、現時点では、これらに対応するための調整力はエリア内で確保することが基本と考える。(周波数制御機能で対応する変動は(3)にて議論)
 - ※1 電源脱落直後の周波数低下に対応するため、各エリアが分担して確保(同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分)
- さらに、電力系統の正常時においても発生する「予測誤差」についても、現時点では、エリア内で対応することを基本とする一方で、稀に発生する電源脱落による「電源脱落(継続)」には、他の変動要因の対応のためにエリア内に確保する調整力で対応※2し、不足する部分は連系線に期待する※3こととしてはどうか。
 - ※2 電源脱落(継続)分をどの変動要因(予測誤差、時間内変動)と並列で考慮するかは※3とあわせ別途議論(下図は、「予測誤差」対応の調整力で対応できる範囲内で、電源脱落(継続)分に対応するイメージ)
 - ※3 マージンとして設定する必要があるかは別途議論
- なお、沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、別途検討。

時間内変動、電源脱落(直後)、予測誤差への対応分をエリア内で確保(沖縄を除く)

(参考) 一般送配電事業者の検討における電源脱落直後の瞬時対応分の考え方

27



出所 東京電力パワーグリッド ヒアリング時の説明資料(抜粋)

- 需給調整市場においては、電源脱落時の必要量について「電源脱落（継続）」（EDC相当）を新たに確保することとしたものの、調整力公募の考え方を踏襲し、同一周波数連系系統における単機最大電源を必要量とした上で、その必要量を系統容量按分することでエリア毎の必要量としている。
- 言い換えれば、電源脱落時であっても、GF・LFC・EDC調整力の平常時対応分は確保するとの考え方となっている。

必要量の算定方法（平常時・事故時含む）

35

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時における予測誤差・時間内変動や突発的に必要となる電源脱落等）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

- ✓ 一次調整力：（ 残余需要元データ^{※1} - 元データ^{※1}10分周期成分 ）の3σ相当値^{※4}
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}
- ✓ 二次調整力①：（ 元データ^{※1}10分周期成分 - 元データ^{※1}130分周期成分 ）の3σ相当値^{※4}
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}
- ✓ 二次調整力②：（ 残余需要予測誤差30分平均値^{※3}のコマ間の差 ）の3σ相当値^{※4}
- ✓ 三次調整力①：（ 残余需要予測誤差30分平均値^{※3}のコマ間で連続する量 ）の3σ相当値^{※4}
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

※1 残余需要1～10秒計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

※4 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・商品ブロック別に算定してはどうか。
- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。
- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該商品ブロックの必要量を、週を通して調達することとしてはどうか。

- 電力システム改革以降の電源脱落対応分の確保状況をまとめると下表のとおりとなる。
- 調整力公募以前においては一般送配電事業者が起動停止権を有していたため、一時的に平常時対応分のEDC調整力で対応（一時的に予備率が低下）したとしても、その後、一般送配電事業者による追加起動（確保）で対応できる※ため、問題は無かったと考えられる。
- 一方、需給調整市場においては基本的に一般送配電事業者に起動停止権は無く、これを前提とした制度設計は望ましくないことから、平常時対応分（EDC）に加えて、「電源脱落（継続）」分を予め確保しておくとの考え方は整合的と考えられる。
- この点、同時市場においては前日以降もSCUCが行われることから、追加での調整力確保が可能であるため「電源脱落（継続）」については事前に確保せず、まずは平常時対応分のEDC調整力により対応し、その後SCUCによる追加起動により対応していく等の方法が合理的と考えられるのではないかと。

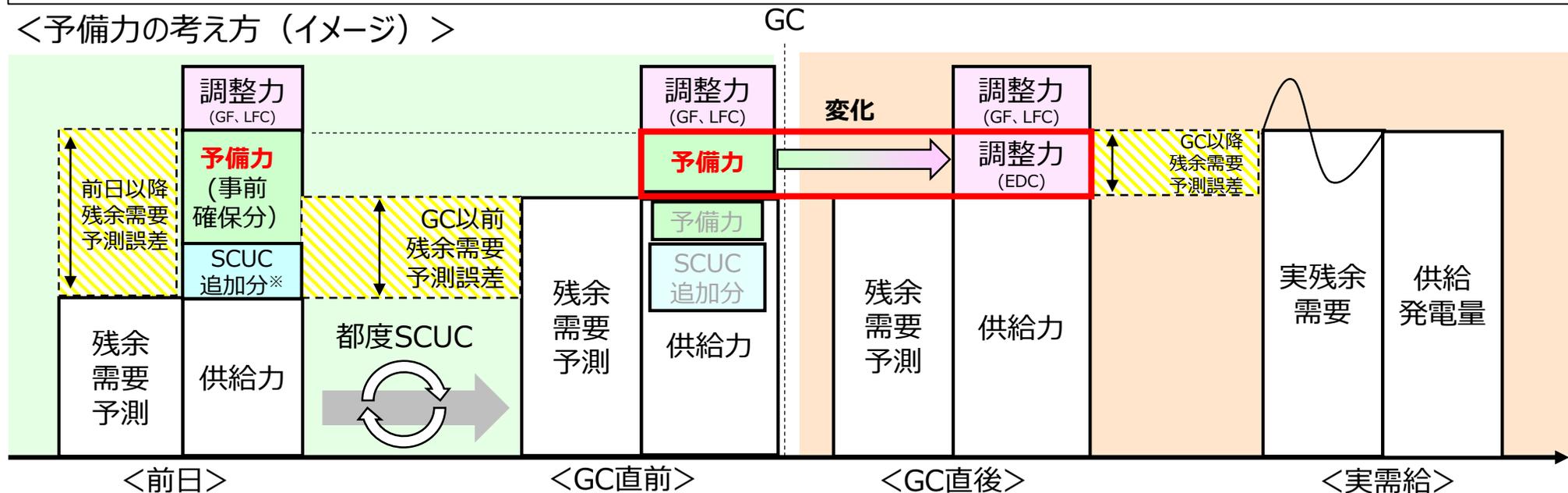
※BGの代替電源確保が無いまたは時間を要する場合

【電源脱落対応分の確保状況】

		電力システム改革以前	調整力公募	需給調整市場
対象エリア		自エリア	同一周波数連系系統	同一周波数連系系統
事前確保	GF	運転予備の内数として確保	系統規模按分のうえ確保	系統規模按分のうえ確保
	LFC	EDCと合わせて確保	系統規模按分のうえ確保	系統規模按分のうえ確保
	EDC	未考慮または平常時・電源脱落のどちらか大きい方を確保	確保していない (連系系統内の平常時で対応し、その後、追加起動等で確保)	系統規模按分のうえ確保 (平常時用、電源脱落用の両方を確保)
備考		電源脱落後の一時的な予備力低下は許容	電源脱落後の一時的な予備力低下は許容	電源脱落後も平常時対応分を確保

- 同時市場においては、SCUCにおける起動可能リソースの不足への対応が新たに必要となる。本事象に対しては、第2回同時市場の在り方等に関する検討会において示されたとおり、予備力により対応していくことになる。このため、GC以降に確保する調整力と予備力の関係性について整理を行った。
- この点について、GC以降は調整力により対応することを踏まえると、GC以降は予備力は不要となるため、GC時点で確保していた予備力は一旦リリースし、新たに調整力として確保することとなる。言い換えれば、GCを境に予備力が調整力へ変化すると同義であり、予備力と調整力は連続性を持った商品と捉えるのが自然ではないか。
- 一方で、予備力はあくまでGC以前に発生する事象への対応と考えれば、GC以降の変動量実績のみによって決まる時間内変動対応分（平常時、電源脱落時ともに）については、予備力に含めないことが自然ではないか。（対応可能なリソースが限定され、前日から確保することが望ましいとした場合、あくまでも“調整力”を早めに確保しているという位置付けになると考えられる）

<予備力の考え方（イメージ）>



※ SCUCにおいて起動が必要と判断された場合に使用可能なユニット（時間的な裕度あり）

- 今回整理した、同時市場において対応すべき事象ならびに対応する商品の必要性については下表のとおり。
- 基本的には、各事象に対応するための調整力（あるいは連続性を持った予備力）は商品として必要と考えられる一方、現行商品のラインナップにおいては、同一（類似）事象に対して複数の商品区分が設定されている状況。
- 同時市場における商品区分については、同時市場と需給調整市場の違いを踏まえたうえで、更なる検討が必要と考えられるため、次章において深掘りを行う。

対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		対応する 現行の商品区分
	予備力としての確保	調整力としての確保	
時間内変動 (極短周期成分)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要* 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と同様に対応は必要となる	一次 (GF)
時間内変動 (短周期成分)			二次① (LFC)
需要予測誤差	必要 残余需要誤差として対応するものの、SCUCにおける追加起動リソースの不足も懸念されるため、一定程度は予備力として確保する必要がある	必要 残余需要誤差として対応するのが整合的 1つの事象に対し、対応する商品が複数あるため、各商品の必要性については要検討	二次②・三次① (GC以降のEDC)
再エネ予測誤差			三次② (前日～GCの再エネ)
電源脱落 (瞬時)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と同様に必要となる	一次・二次①
電源脱落 (継続)	不要 一時的には平常時必要量により対応し、その後SCUCにより対応する方法が合理的ではないか	不要 一時的には平常時必要量により対応し、その後SCUCにより対応する方法が合理的ではないか	三次①

※ 今後新たに、米PJMにおけるGF機能の強制供出のような制度が設けられた場合、商品として用意する必要がなくなることも考えられるか。

1. 需給調整市場と同時市場の違い
2. 同時市場において対応すべき事象および商品の必要性
3. 商品区分の見直し

- 今後、商品区分の見直しに係る検討を実施するにあたり、前提となる現行の商品区分および要件（将来的に要件変更が予定されているものは赤字）は下表のとおり。
- また、同時市場移行後は、一般送配電事業者がSCUCを実施する（実質的に起動停止権を一般送配電事業者が持つ）ことから、要件として（事業者側行動として）「並列要否」を定める必要はないと考えられるのではないかと。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン(EDC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン （一部オフラインも可※1）	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ （オフライン監視の場合は不要）	専用線のみ	専用線 または （簡易指令システム）※2	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※4
応動時間	10秒以内※8	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内※5
継続時間	5分以上※8	30分以上※3	30分以上※3	3時間※3	3時間※4
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	-（自端制御）	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分 （簡易指令システム※2：5分）	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 （簡易指令システム※2：1分）	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※6
供出可能量 （入札量上限）	10秒以内に出力変化可能な量 （機器性能上のGF幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量 （機器性能上のLFC幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）	15分以内に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）	45分以内※5に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）
最低入札量	5MW※7 （オフライン監視の場合は1MW）	5MW※7	専用線：5MW※7 （簡易指令システム※2：1MW）	専用線：5MW※7 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW※7 簡易指令システム：1MW
刻み幅 （入札単位）	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 事後に数値データを提供する必要有り

※2 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始

※3 将来「30分」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、2026年度変更を目指し検討中

※4 2025年度より「30分」に変更予定

※5 2025年度より「60分以内」に変更予定

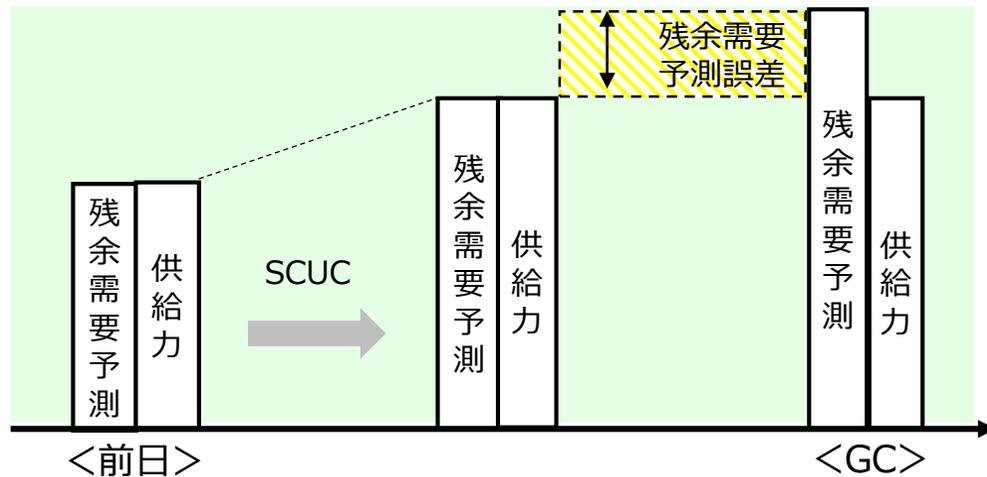
※6 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容

※7 2024年度に「1MW」に変更予定

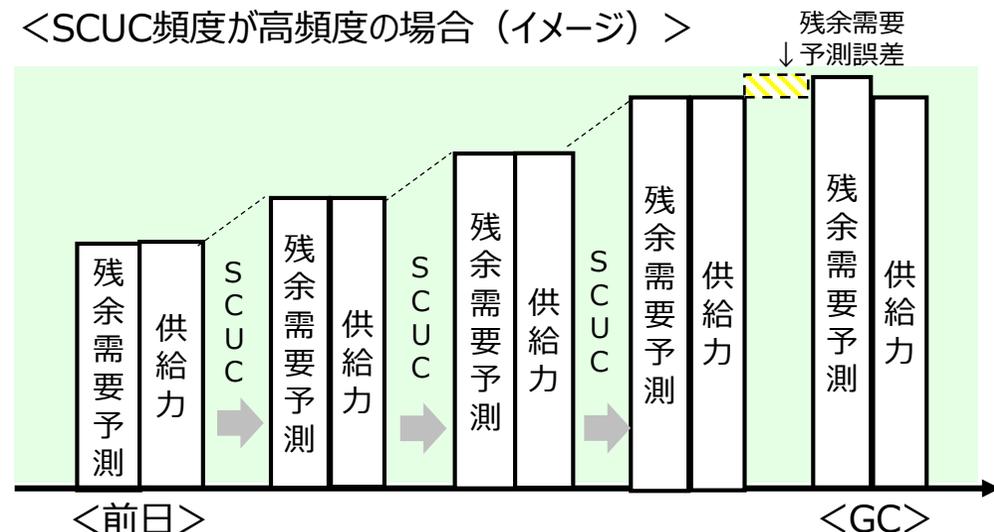
※8 2025年度にオフライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」に変更予定

- 同時市場への移行後は需給調整市場と異なり、前日以降も一般送配電事業者がGCまで都度SCUCを実施することで、GC以前の残余需要予測誤差に対応することとなる。
- ここで、GC以前の残余需要予測誤差に対しては、追加起動可能なリソースを余さず活用する観点から、より細やかに対応できるよう、高頻度でSCUC実施が可能な体制を整えておくことが望ましいと考えられる。
- SCUC実施頻度は一度のSCUCの所要（計算）時間に依存すると考えられることから、極力SCUCロジックの計算時間を短くする（計算負荷を低減する）方向で、商品区分の検討を進めることが望ましいと考えられる。
- 現時点でSCUCロジックの計算に係る所要時間は不透明ではあるものの、商品の多寡がSCUC計算ロジック負荷に関係するとも考えられることから、同時市場における商品区分の検討は、現行の商品区分から集約する（減らす）方向性を基本とすることとどうか。
- なお、商品を集約することについては、様々な課題（新規参入を阻害することにならないか等）が考えられるため、それらの過去経緯等を踏まえながら慎重に検討を行うこととしたい。

<SCUC頻度が低頻度の場合（イメージ）>



<SCUC頻度が高頻度の場合（イメージ）>



■ 各事象に対応するための商品として少なくとも一つは必要であること、また、第53回本作業会において頂いたご意見も踏まえると、商品集約における検討対象は以下3点と考えられる。

1. 需要予測誤差および再エネ予測誤差に対応する商品（二次②、三次①、三次②）
2. 時間内変動に対応する商品（一次、二次①）
3. 類似要件の商品（二次①、二次②）

対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		対応する 現行の商品区分	
	予備力としての確保	調整力としての確保		
時間内変動 (極短周期成分)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と同様に対応は必要となる	一次 (GF)	} 検討対象 2
時間内変動 (短周期成分)			二次① (LFC)	
需要予測誤差	必要 残余需要誤差として対応するものの、SCUCにおける追加起動リソースの不足も懸念されるため、一定程度は予備力として確保する必要がある	必要 残余需要誤差として対応するのが整合的 1つの事象に対し対応する商品が複数あるため各商品の必要性については要検討	二次②・三次① (GC以降のEDC) 三次② (前日～GCの再エネ)	} 検討対象 1
再エネ予測誤差				
電源脱落 (瞬時)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と同様に必要となる	一次・二次①	} 検討対象外
電源脱落 (継続)	不要 一時的には平常時必要量により対応し、その後SCUCにより対応する方法が合理的ではないか	不要 一時的には平常時必要量により対応し、その後SCUCにより対応する方法が合理的ではないか	三次①	} 検討対象外

- 商品集約の検討対象としては、二次②、三次①、三次②の3商品であるものの、まずは機能・要件の近いEDC領域の商品である二次②、三次①の商品集約について検討を行い、その後、三次②の集約について検討を行う。
- 需給調整市場における商品設計において、主に新規参入の観点から商品を細分化してきた経緯を踏まえると、まずもって、商品の集約が新規参入を阻害することにならないかについて検討する必要がある。
- この点、現行の二次②と三次①の要件を比較したとき、差異は応動時間および継続時間のみであり（下表参照）、継続時間については、2026年度を目指し検討している入札ブロックの30分化により、三次①における継続時間の要件が30分となることから、二次②と三次①の差異は解消される見込みである。
- また、応動時間については、二次②が5分以内であるのに対し、三次①は15分以内と長時間であるため、三次①の15分以内に合わせることができれば、新規参入を阻害することはないと考えられる。

<現行の商品要件（抜粋）>

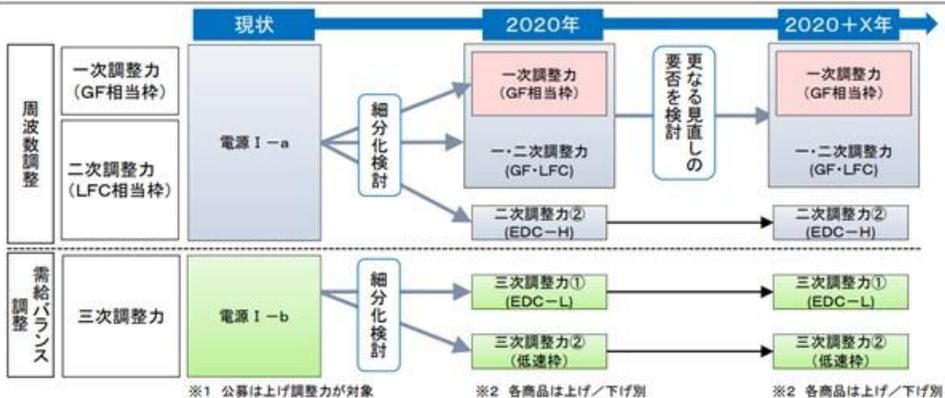
	二次調整力②	三次調整力①
指令・制御	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)
監視	オンライン	オンライン
回線	専用線（または簡易指令システム）	専用線または簡易指令システム
入札時間単位	3時間⇒30分（2026年度目途）	3時間⇒30分（2026年度目途）
応動時間	5分以内	15分以内
継続時間	30分以上	3時間⇒30分以上（2026年度目途）
並列要否	任意	任意
指令間隔	専用線：数秒～数分 (簡易指令システム：5分)	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分
監視間隔	専用線：1～5秒程度 (簡易指令システム：1分)	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分

- 第5回本作業会（2017年8月18日開催）において、「それぞれの商品を広域的に調達し、かつ、広域的に運用する」ことを前提に、調整力の細分化に関する事業者の意見を踏まえたうえで、事業者の新規参入機会を増やす観点から、制御の時間領域ごとに商品を細分化する方向性を示した。

2020年および2020+X年の調整力細分化の方向性

9

- 2020年は、新規参入機会を増やす観点から、制御の時間領域毎に商品ができるよう細分化する。なお、それぞれの名称については仮称のため今後の検討状況により適切な名称に変更する。
- 2020+X年は、二次領域の調整力の量を確保するため、新規参入状況を考慮して見直しの要否を検討する。
- 細分化が実現可能か各技術的課題について検討を行った。
- 下図は現状の電源Ⅰについて記載しているが、電源Ⅱの細分化の扱いも同様。（なお、ゲートクローズ後の需給ギャップの補填は、需給調整市場で調達した調整力に加え、ゲートクローズ時点の余力も活用し、メリットオーダーで経済運用を図る。）



2020年および2020+X年の商品設計のイメージ

10

- 基本的な商品メニューは以下のとおり。ただし、DRなど新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、発動までの応動時間、継続時間の数値およびその他要件は引き続き検討。

	一・二次調整力 (GF・LFC)※1		二次調整力② (EDC-H)	三次調整力① (EDC-L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線※2	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
発動までの応動時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間※3	240秒以上	15分以上	7~11時間以上	7~11時間以上	3時間程度
応札が想定される主な設備	発電機・蓄電池・DR等	発電機・蓄電池・DR等	発電機・蓄電池・DR等	発電機・DR・自家発余剰等	発電機・DR・自家発余剰等
商品区分	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4

※1 一・二次 (GF・LFC) の細分化については参入状況等を考慮して検討
 ※2 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要
 ※3 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間
 ※4 現状の運用においては8G計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない

まとめ

41

<取引スケジュールの変更>

- ✓ 2026年度に前日取引化を実現することを目指し、引き続き詳細な状況の把握を行うとともに、国と連携して検討を行っていくこととしたい
- ✓ 一般送配電事業者においても、前日化を実現する上での実務的な検討を引き続き行っていくこととしたい

<応札不足に関する全体スケジュール>

- ✓ 複合約定に影響ある項目について、早期実現の観点から「連系線利用枠拡大」については広域機関システム側、これ以外をMMS側で実施することで、項目全て最短2026年度から実施可能とすることも考えられるため、その実現可否については、引き続き深掘り検討（上記も踏まえた、全体スケジュールについては下表のとおり）

応札不足対応		導入目標時期	
市場競争環境の改善	取引スケジュール変更	2026年度※1	
	連系線利用枠拡大	2026年度	
	商品要件緩和	アセスメント・ペナルティの見直し	2024年度※2
		最低入札量見直し	2024年度
		三次②応動時間見直し	2025年度
		ネガポジ単体リソースの参入	2023年度※3
機器個別・低圧アグリ	2026年度※4		
調整力の効率的な調達	複合約定ロジック※5	2024年度	
	調整力必要量の在り方	2023年度期中	
	ブロック時間30分化（三次②）	2025年度	
	ブロック時間30分化（一次～三次①）	2026年度	

※1 ヒアリング等により、詳細な状況把握を行い、国と連携し引き続き検討

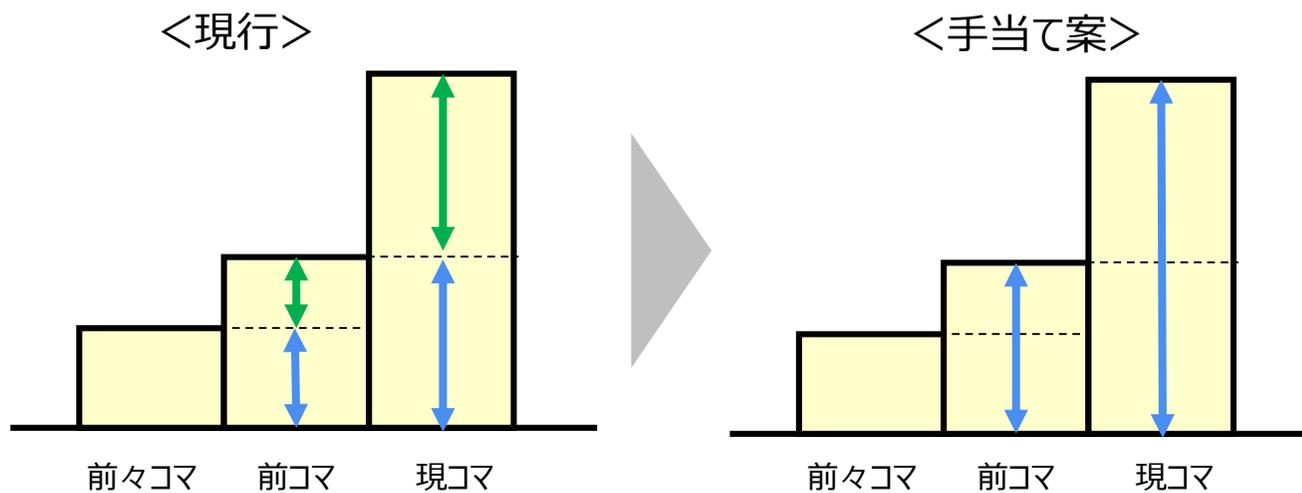
※2 取引規程等の改定後に実施

※3 出力変化量指令は2024年度から

※4 高圧機器点・低圧受電点のみ、また、今後の詳細な業務フロー設計等を踏まえ、必要なシステム改修期間が2年より長くなる可能性もある。※5 一次～二次②市場システム含む

斜字 広域システム側での対応等、引き続き深掘り検討を行う

- 他方、単純に二次②をなくすこととすると、現行の二次②で担っている需要予測誤差対応分の調整力がなくなるため、何らかし当て（考え方の整理）が必要と考えられるところ。
- 現行の二次②で担う領域は、需要予測誤差（サステンド分）のうち、応動時間の短さが求められる「予測誤差の前後30分コマ間の差分」である。三次①は需要予測誤差のうち、継続時間の長さが求められる成分を担う調整力であるものの、手当ての一案としては、三次①によって二次②で担っている領域を代替することが考えられるか。
- ただし、三次①の応動時間要件は二次②より長いことから、単純に二次②を三次①で代替するとした場合、周波数品質に悪影響を与える虞があるため、この点についても何らかし当てが必要と考えられる。



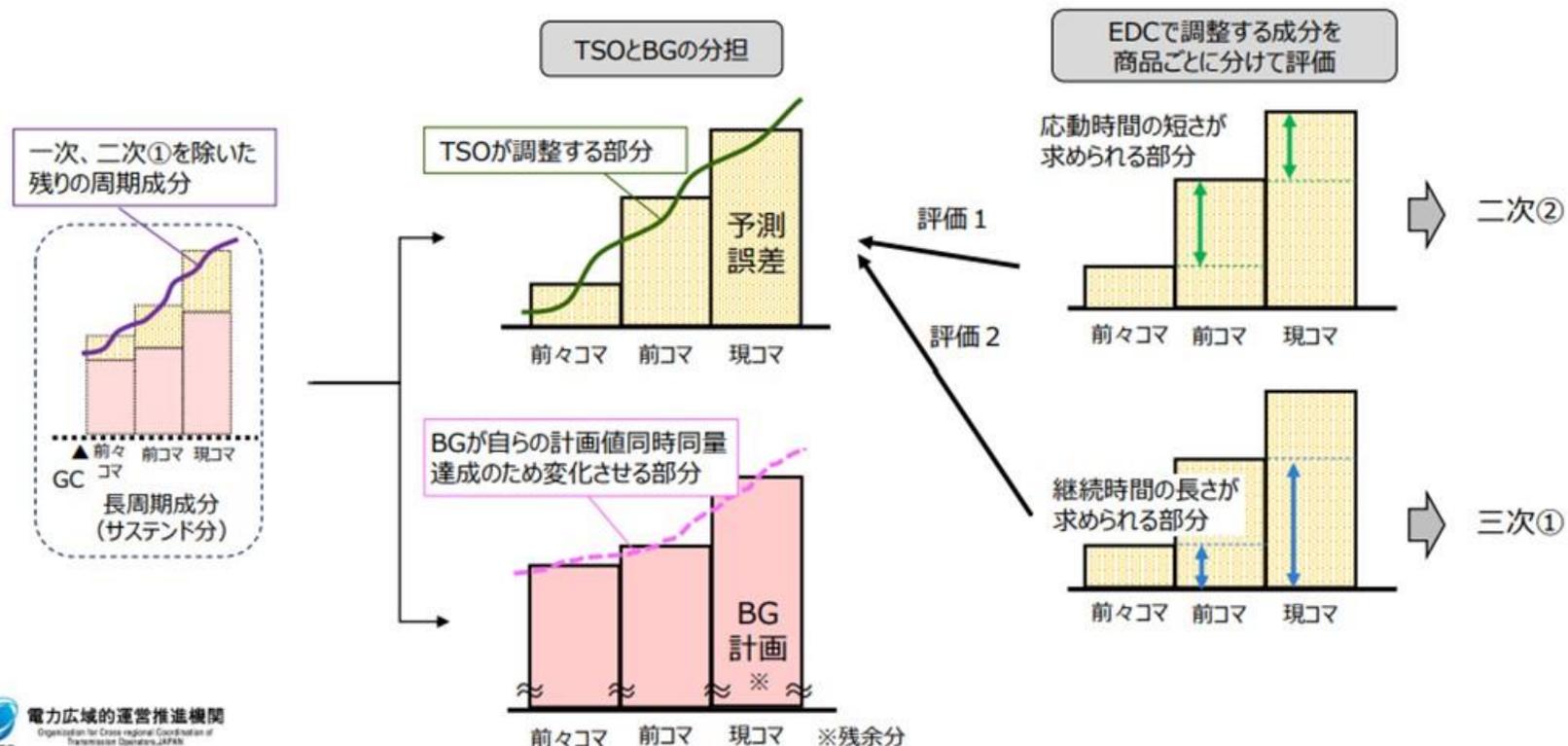
<凡例>

- …… 残余需要予測誤差
- ↕ …… 二次②で対応
- ↕ …… 三次①で対応

各商品区分別の対応事象イメージ (2 / 2)

26

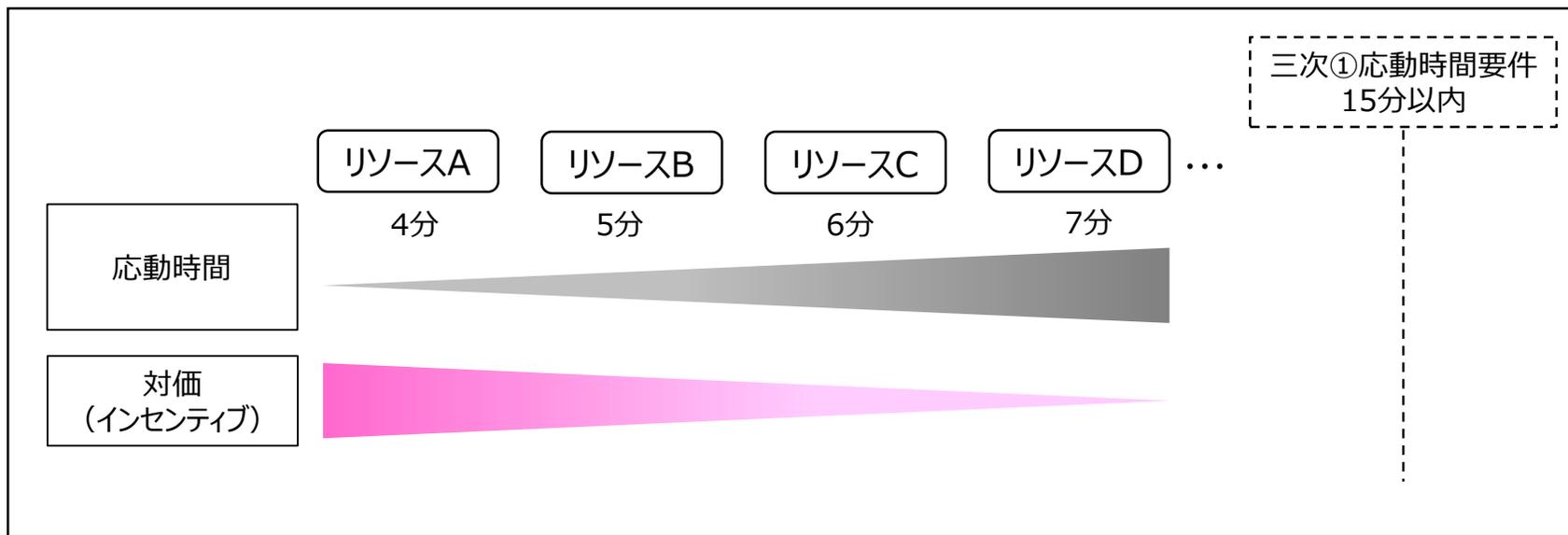
- 現在、EDCで調整している長周期成分を定量化するため、EDCで調整している変動については、30分コマ毎の残余需要予測誤差（残余需要30分平均値-BG計画※）を用いて必要量を算定することとしてはどうか。
- 残余需要予測誤差を評価する際、予測誤差の前後30分コマ間の差分については応動時間が短い二次②で対応し、次の30分コマへ継続する部分については継続時間が長い三次①で対応することとして、必要量を算定してはどうか。



- 二次②を三次①により代替することにより周波数品質に悪影響を与えかねない点に関しては、第53回本作業会においてご示唆いただいた「インセンティブ設計」を導入することが一案として考えられ（以下、本案を「三次①インセンティブ案」という）、これにより周波数品質への影響の軽減が期待できるか。
- 二次②、三次①における要件は、将来的には応動時間のみの差異となることから、仮にリソースの応動時間に対してインセンティブを付与する設計を考えると、以下のようなイメージとなるか。

＜三次①インセンティブ案（イメージ）＞

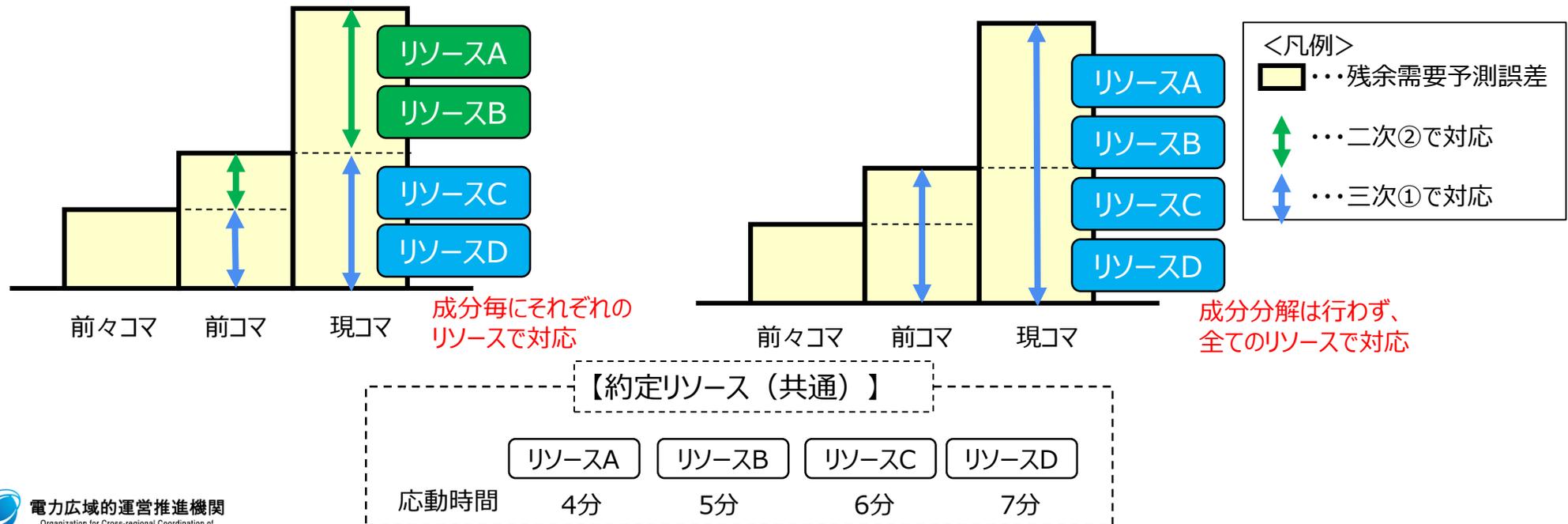
※各リソースにおける応動時間以外のスペックは全て同一であり三次①要件を満たすものとする



- 三次①インセンティブ案が成り立つかについて検討するため、現行の商品設計と三次①インセンティブ案のそれぞれにおける残余需要予測誤差への対応の考え方（違い）について整理を行った。
- 現行の商品設計の場合、二次②と三次①の商品を明確に区分し、残余需要予測誤差を応動の短さが求められる成分と継続時間の長さが求められる成分に分解のうえ、それぞれ成分に約定したリソースを割り当てることで発生した残余需要予測誤差に対応する考え方といえる。（成分毎に、それぞれのリソースで対応するイメージ）
- 他方、三次①インセンティブ案においては、要件の幅としては大きく用意しておきながらも一つの商品として取り扱い、約定したリソースのハイパフォーマンス部分（最低要件より高いスペック分）を上手く活用することで、発生した残余需要予測誤差に対応する考え方といえる。（成分分解は行わず、全てのリソースで対応するイメージ）

<現行商品設計における考え方（イメージ）>

<三次①インセンティブ案における考え方（イメージ）>



- ここまで検討を行ってきた三次①インセンティブ案は、商品を集約し、SCUCロジック計算負荷の低減が期待できることのみならず、調整力提供者にとっては、リソースの機能改善のインセンティブになるとも考えられ、将来に亘る継続的な調整力機能の維持・向上が期待できるところ。
- また、将来的には、より高スペックな調整力の台頭により、安価で低スペックなリソースを活用する余裕が生まれるとも考えられ、全体的な調整力調達コストの低減も期待できるか。
- 他方で、仮にインセンティブ付与を約定ロジックで実現させようとするれば、SCUCロジックの複雑化や計算負荷が増大する懸念もあることから、具体的なインセンティブ設計については、慎重に検討を進める必要があると考えられる。
- 上述のとおり、三次①インセンティブ案については、検討すべき課題（具体的なインセンティブ設計等）は多いものの、将来的な社会便益に資する可能性などもあることから、米PJMにおけるハイパフォーマンス設計等を参考にしながら、引き続き詳細な検討を進めてはどうか。

- Rankと呼ばれる指標により、約定量・約定価格が決定されている。
- Rankは、「Capability Offer Cost (容量確保)」、「Performance Offer Cost (応動価値)」、「Lost Opportunity Cost (逸失利益)」の3つの和から算定されている。

pjm RMCP Example

Regulation Market Clearing Price = Regulation Market Capability Clearing Price + Regulation Market Performance Clearing Price
 RMCP = RMCCP + RMPCP

Resource	Offer Type	Signal Type	Adjusted Capability Offer	Adjusted Performance Offer	Adjusted LOC	Rank	Effective Offer MW	Cleared MW
C	Economic	A	\$0.00	\$0.00	\$15.00	\$15.00	20	0
E	Economic	A	\$6.67	\$0.67	\$20.00	\$27.34	20	10
F	Economic	D	\$0.83	\$3.13	\$0.00	\$3.96	20	20
A	Self-Scheduled	A	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
B	Self-Scheduled	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
D	Economic	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20

約定価格

約定量

- Regulation Market Clearing Price (RMCP) = highest rank of cleared resources = **\$27.34** 容量確保+応動価値
- Regulation Market Performance Clearing Price (RMPCP) = highest adjusted performance offer from cleared resources = **\$3.13** 応動価値
- Regulation Market Capability Clearing Price (RMCCP) = RMCP – RMPCP = **\$24.21** 容量価値

- 最後に落札した電源のRankにより、RMCP（容量確保+応動価値の約定価格）を決定する。
- 「Adjusted Performance Offer（応動価値）」の最も高い価格をRMPCP（応動価値の約定価格）とし、RMCPとの差分により、RMCCP（容量確保の約定価格）を決定する。

pjm RMCP Example

Regulation Market Clearing Price = Regulation Market Capability Clearing Price + Regulation Market Performance Clearing Price
RMCP = RMCCP + RMPCP

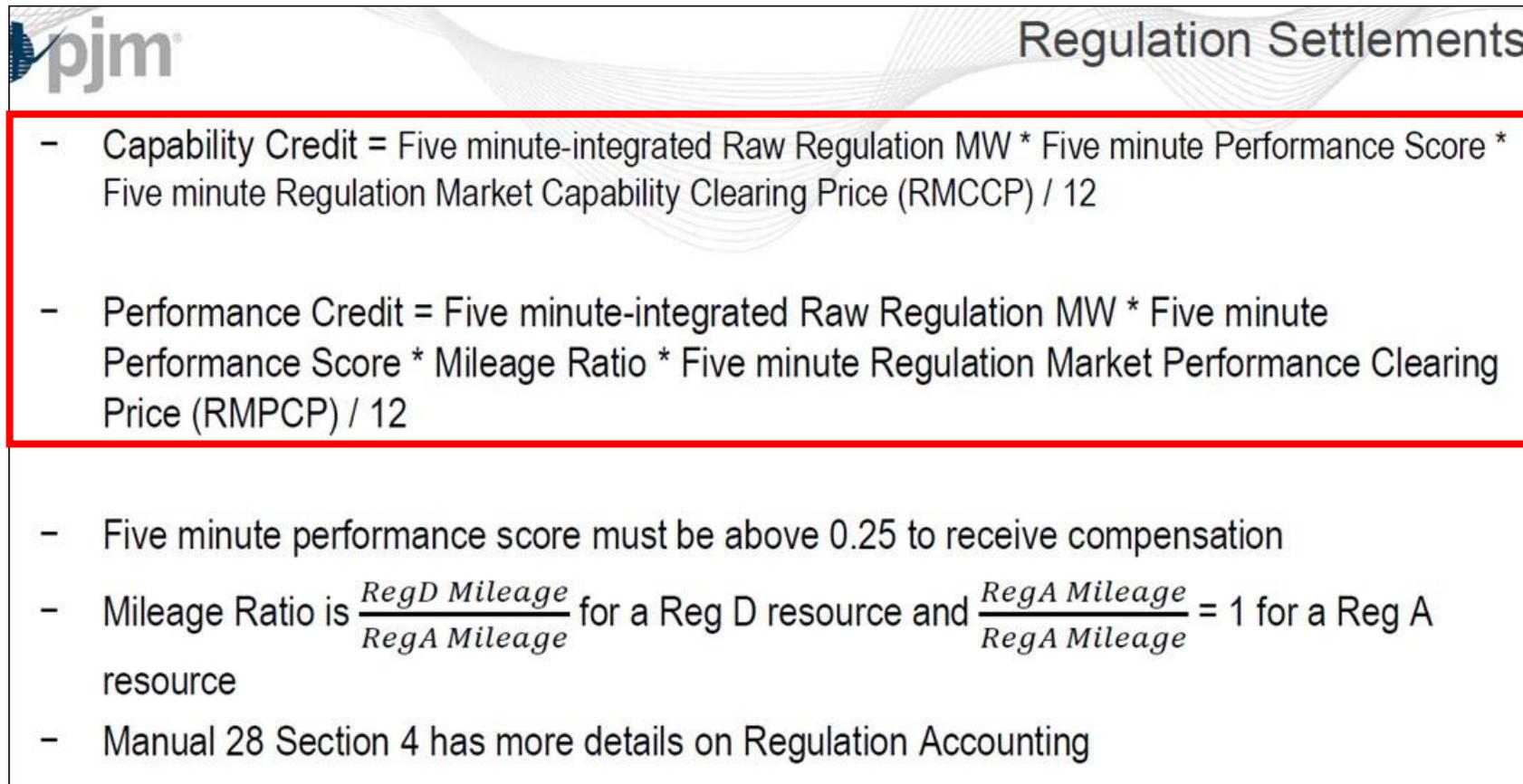
Resource	Offer Type	Signal Type	Adjusted Capability Offer	Adjusted Performance Offer	Adjusted LOC	<u>Rank</u>	Effective Offer MW	Cleared MW
C	Economic	A	\$0.00	\$0.00	\$15.00	\$15.00	20	0
E	Economic	A	\$6.67	\$0.67	\$20.00	\$27.34	20	10
F	Economic	D	\$0.83	\$3.13	\$0.00	\$3.96	20	20
A	Self-Scheduled	A	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
B	Self-Scheduled	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
D	Economic	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20

約定価格 (Red bracket on the left side of the table)

約定量 (Red bracket on the right side of the table)

- Regulation Market Clearing Price (RMCP) = highest rank of cleared resources = **\$27.34** 容量確保+応動価値
- Regulation Market Performance Clearing Price (RMPCP) = highest adjusted performance offer from cleared resources = **\$3.13** 応動価値
- Regulation Market Capability Clearing Price (RMCCP) = RMCP – RMPCP = **\$24.21** 容量価値

- 前ページで求めた、容量確保価格 (RMCCP) と、応動価値価格 (RMPCP) ※に、約定量を乗じて精算額を算定している。(より詳細には、パフォーマンスに応じた補正も行われている。) ※容量確保価格・応動価値価格ともに円/kW



The slide features the PJM logo on the left and the title "Regulation Settlements" on the right. The main content is a list of formulas and conditions, with the first two items enclosed in a red border. The formulas are: Capability Credit = $\frac{\text{Five minute-integrated Raw Regulation MW} * \text{Five minute Performance Score} * \text{Five minute Regulation Market Capability Clearing Price (RMCCP)}}{12}$ and Performance Credit = $\frac{\text{Five minute-integrated Raw Regulation MW} * \text{Five minute Performance Score} * \text{Mileage Ratio} * \text{Five minute Regulation Market Performance Clearing Price (RMPCP)}}{12}$. The conditions include a performance score threshold of 0.25 and a mileage ratio formula: $\frac{\text{RegD Mileage}}{\text{RegA Mileage}}$ for Reg D resources and $\frac{\text{RegA Mileage}}{\text{RegA Mileage}} = 1$ for Reg A resources. A reference to Manual 28 Section 4 is also provided.

- 続いて、三次①インセンティブ案と三次②について集約する余地があるかについて検討を行う。
- 先述の議論と同じく、三次①スペックを最低要件とすると、これまで三次②に参入していたリソースにとって、参入障壁が高くなる（応動時間15分以上のリソースは参入不可となる）ことが課題となる。
- この点、三次①インセンティブ案に三次②を取り入れることによって（三次①インセンティブ案を拡張するイメージ）、対応することも考えられるのではないか。インセンティブ設計における基本的考え方は、要件を広く（緩く）設定することにより幅広くリソースを受け入れることであるため、三次②における要件をベース（最低要件）としてインセンティブ設計を検討することとなるか。
- 一方、現行の三次①と三次②における要件の差については、「応動時間」のみならず「指令・制御」もあることから、要件の統一が図れるか、何に対してインセンティブ付与するか等については、周波数品質に与える影響等も踏まえ、引き続き検討を進めていくこととしたい。

<現行の商品要件（抜粋）>

	三次調整力①	三次調整力②
指令・制御	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン	オンライン
回線	専用線 または簡易指令システム	専用線 または簡易指令システム
入札時間単位	3時間⇒30分（2026年度目途）	3時間⇒30分（2025年度～）
応動時間	15分以内	45分以内⇒60分以内（2025年度～）
継続時間	3時間⇒30分（2026年度目途）	3時間⇒30分（2025年度～）
並列要否	任意	任意
指令間隔	専用線：数秒～数分、簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	専用線：1～5秒程度、簡易指令システム：1分	1～30分

- 時間内変動に対応する商品である一次・二次①について、商品集約の余地がないか検討を行った。
- 先述のとおり、商品を集約する際には、要件を広く設定する（低い側に合わせる）ことが基本と考えられる一方で、現行の一次と二次①における要件の差については、明確にどちらかのスペックが低いと言えるものではなく、どのように要件の統一を図るかが課題になると考えられる。（例えば、応動時間のスペックにおいては二次①要件の方が低い（緩い）と考えられる一方で、指令・制御のスペックにおいてはLFC信号の受信を求められる等必ずしも二次①要件の方が低い（緩い）訳ではない）

<現行の商品要件（抜粋）>

	一次調整力	二次調整力①
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）
監視	オンライン （一部オフラインも可）	オンライン
回線	専用線のみ （オフライン監視の場合は不要）	専用線のみ
入札時間単位	3時間⇒30分（2026年度目途）	3時間⇒30分（2026年度目途）
応動時間	10秒以内※	5分以内
継続時間	5分以上※	30分以上
並列要否	必須	必須
指令間隔	－（自端制御）	0.5～数十秒
監視間隔	1～数秒	1～5秒程度

※ 2025年度にオフライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」に変更予定

- この点、過去の調整力公募においては、電源 I -a（周波数調整機能）が、一次・二次①双方の機能を包含していたともいえることから、その要件設計の考え方について確認を行った。
- 電源 I -aの具体的要件としては、GF機能（一次相当）は具備のみ求めており、応動時間等の要件は定められていないことから、GF機能（一次相当）に関しては具備のみ要件とすることも一案と考えられる一方、 Δ kW（余力）として確保する必要がないか（何故それで問題ないか）等、調整力公募における考え方・運用等も踏まえた検討・整理が引き続き必要と考えられるか。

（参考）調整力の区分ごとの要件について

- 各一般送配電事業者が設定した電源等（I -a、I -b、I'及びII）の主な要件は以下のとおり。

	電源 I -a	電源 I -b	電源 I'	電源 II
オンライン指令対応	必要	必要	原則必要※1	必要
周波数調整機能	必要	不要	不要	必要
応動時間	5分以内	15分以内～30分以内	3時間以内	—※5
継続時間※2	7時間～11時間	7時間～16時間	2時間～4時間	—
最低容量※3	0.5万kw～1.5万kw	0.5万kw～2.9万kw	0.1万kw以上	—※5
提供期間※4	通年 (平成29年4月1日～平成30年3月31日)	同左	・通年 ・夏季(7月～9月)	通年 (ゲートクローズ後の余力のみ)

- ※1 オフライン電源等については、実務上対応が可能な範囲で各社募集（5件～10件）。
- ※2 記載の継続時間に満たない場合でも応札は可能であり、その場合は価格評価に反映。
- ※3 DRの場合、需要家単位ではなくアグリゲーター単位での容量で判定。
- ※4 各社ごとに年間の稼働停止可能日数を設定。また電源 I'については、発動回数の設定あり。
- ※5 電源 II については契約容量という概念はないが、各社ごとに出力変化幅として、例えば、5分以内に最低1.0万kwの出力変動ができることを要件として設定

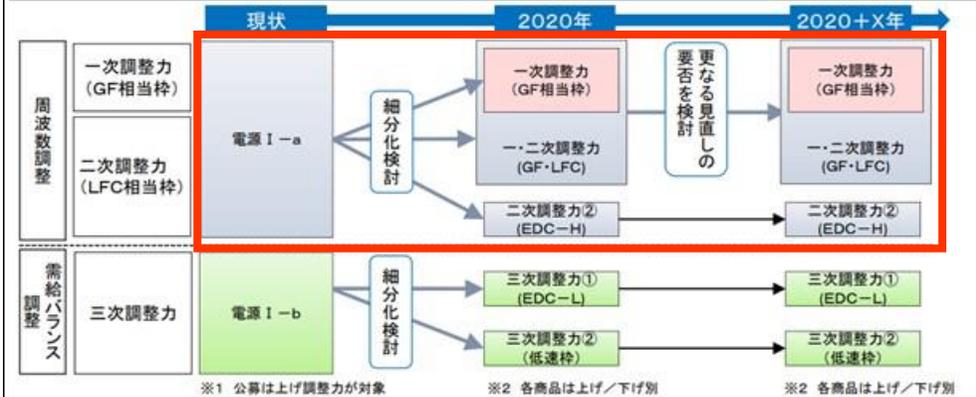
出所：各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局が作成

4

2020年および2020+X年の調整力細分化の方向性

9

- 2020年は、新規参入機会を増やす観点から、制御の時間領域毎に商品ができるよう細分化する。なお、それぞれの名称については仮称のため今後の検討状況により適切な名称に変更する。
- 2020+X年は、二次領域の調整力の量を確保するため、新規参入状況を考慮して見直しの要否を検討する。
- 細分化が実現可能か各技術的課題について検討を行った。
- 下図は現状の電源 I について記載しているが、電源 II の細分化の扱いも同様。（なお、ゲートクローズ後の需給ギャップの補填は、需給調整市場で調達した調整力に加え、ゲートクローズ時点の余力も活用し、メリットオーダーで経済運用を図る。）



※1 公募は上げ調整力が対象

※2 各商品は上げ/下げ別

※3 各商品は上げ/下げ別

出所）第16回制度設計専門会合（2017年3月31日）資料8をもとに作成
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/016_08_00.pdf

出所）第5回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2017年8月18日）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2017/chousei_sagyoukai_05_haifu.html

- また、仮に電源 I -a（周波数調整機能）のような集約の方向性とした場合、現行の一次のみに参入を希望するようリソースにとっては、参入が阻害される虞がある。
- 特に、一次オフライン枠への参入を希望するリソースにとっては、専用線の構築が大きな障壁となると考えられ、何らかし手当てが必要と考えられるところ（この点は三次①インセンティブ案にはなかった課題）。
- 手当の案としては、大きく以下2案が考えられるところ、先ほどの要件の統一と合わせ、引き続き検討することとしたい。
 - 現行と同様、集約した商品内のオフライン枠として取り扱う
 - 現行のオフライン枠を別商品として取り扱う（市場外商品として扱うことも含む）

- 二次①（LFC）および二次②（EDC）は制御機能や商品の設計目的自体が異なること、ならびに前述の三次①インセンティブ案を採用した場合、そもそも商品集約の検討対象となる商品（二次②）がなくなることから、本論点（二次①および二次②の商品集約）については、三次①インセンティブ案の結果も踏まえた上で、深掘り検討することとしてはどうか。

(参考) 二次調整力①(LFC)と二次調整力②(EDC-H)の要件に関する差異について

6

- 二次調整力①と二次調整力②は要件に関して差は見られないが(左表参照)、LFCおよびEDCについては、その目的等について、明確な差がある(詳細は以下のとおり)。

【主な要件(再掲)】			【LFC・EDCの概要】		
	二次調整力① (LFC)	二次調整力② (EDC-H)		二次調整力① (LFC)	二次調整力② (EDC-H)
指令・制御	指令・制御	指令・制御	目的	基準周波数および連 系統潮流基準値を 維持するため	需給バランス調整を 経済的に行うため
回線	専用線等	専用線等	中央給電指令所 からの 指令・制御間隔	0.5～数十秒※1	1～数分※1
監視の通信方法	オンライン	オンライン	落札コマでの 発電機等の状態	発電機:並列が必須 DR:瞬時に発動 できること	応動時間内に指令値に 達するのであれば、停 止していても可
応動時間	5分以内	5分以内	※1 エリアにより違いがある。統一化については将来検討。		
継続時間	30分以上	30分以上			
供出可能量 (入札量上限)	5分以内に 出力変化可能な量と し、機器性能上の LFC幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量と し、オンラインで調整 可能な幅を上限とする			
最低入札量	5MW	5MW			
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW			
応札が想定され る主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機 蓄電池・DR等			
商品区分	上げ/下げ	上げ/下げ			

- 同時市場においても対応が必要な事象に対しては商品が必要と考えられるところ、現行商品のラインナップにおいて同一（類似）の事象に対して複数の商品区分が存在する状況。
- 上記の状況ならびに同時市場におけるSCUCロジック計算負荷軽減の観点から、現行商品の商品区分の見直し（商品の集約）について検討を行った結果は以下のとおりであり、残る論点・課題について引き続き検討を行う。

